



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

PETROBRÁS E O PRÉ-SAL: O DESAFIO DA SUA EXPLORAÇÃO, PRODUÇÃO E
ADMINISTRAÇÃO.

Emilio Meneses Carballeda

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Luiz Landau

Fernando Pellon de Miranda

Rio de Janeiro

Dezembro 2009

PETROBRÁS E O PRÉ-SAL: O DESAFIO DA SUA EXPLORAÇÃO, PRODUÇÃO E
ADMINISTRAÇÃO.

Emilio Meneses Carballeda

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE
ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DO GRAU DE ENGENHEIRO DO PETRÓLEO.

Examinada por:

Prof. Luiz Landau

Prof. Fernando Pellon de Miranda

Prof. Alexandre Leiras

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
DEZEMBRO DE 2009

Carballeda, Emilio Meneses

Petrobrás e o Pré-sal: O desafio da sua Exploração,
Produção e Administração/ Emilio Meneses Carballeda. –
Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2009.

VII, 19 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Luiz Landau

Fernando Pellon de Miranda

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/
Curso de Engenharia do Petróleo, 2009.

Referencias Bibliográficas: p. 20

1. Pré-sal. 2. Petrobras. 3. Exploração. 4. Produção.

I. Landau, Luiz *et al.* II. Universidade Federal do Rio
de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do
Petróleo. III. Título.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro do Petróleo.

PETROBRÁS E O PRÉ-SAL: O DESAFIO DA SUA EXPLORAÇÃO, PRODUÇÃO E ADMINISTRAÇÃO.

Emilio Meneses Carballeda

Dezembro/2009

Orientadores: Luiz Landau

Fernando Pellon de Miranda

Curso: Engenharia do Petróleo

Este trabalho tem como objetivo fazer um estudo sobre o papel que a Petrobrás exercerá no pré-sal e as novas mudanças no regime de exploração e produção. O propósito do projeto é determinar qual seria o melhor método para a exploração, produção e administração do pré-sal. A pesquisa é desenvolvida contemplando o fato de que o governo brasileiro decidiu suspender os leilões na área do pré-sal até conceber uma estratégia global de geração e regulação desses recursos.

Palavras-chaves: Petrobras, Pré-sal, Exploração, Produção, Brasil.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

PETROBRÁS AND THE PRÉ-SALT: THE CHALLENGE OF ITS EXPLORATION,
PRODUCTION AND ADMINISTRATION.

Emilio Meneses Carballeda

December/2009

Advisors: Luiz Landau

Fernando Pellon de Miranda

Course: Petroleum Engineering

This paper has as a primary objective to study of the role played by the Brazilian company Petrobras on the recent discoveries of the pre-salt and the new legislative changes made on the exploration and production regime of the new petroleum reserves. The purpose of this project is to determine what would be the most efficient method for the exploration, production and management of the pre-salt area. The research contemplates the Brazilian government decision of suspending biddings for the pre-salt areas until they conceive a better strategy for the management of these discoveries.

Keywords: Petrobras, Pre-salt, Exploration, Production, Brazil.

SUMÁRIO

	Pg.
Lista de Tabelas	vii
1. Introdução	1
2. Panorama Mundial e Brasileiro do Mercado de Petróleo	3
3. Petrobras e o Investimento no Pré-sal	5
4. Garantia do Capital	7
5. Modelos de Exploração e Produção	8
5.1 Tipos de Contrato	8
5.1.1 Concessão	8
5.1.2 Partilha de Produção	9
5.1.3 <i>Joint Ventures</i>	9
5.1.4 Serviços	9
5.1.5 Riscos e Recompensas	10
6. Antigo Regime Jurídico	11
7. Novo Regime Jurídico	12
7.1 Partilha de Produção	12
7.2 Cessão Onerosa	13
8. Petro-Sal, o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Fundo Social	15
8.1 Resumo das Atividades do Pré-Sal, ANP, CNPE, e MME	16
8.2 Fundo Social	17
9. Conclusões	18
10. Referências Bibliográficas	19

LISTA DE TABELAS

Pg.

TABELA 4.1 – Riscos e Recompensas -----	10
--	-----------

1. Introdução

A região do pré-sal está localizada a aproximadamente 170 milhas costa afora do Brasil, no Oceano Atlântico. A região vai provavelmente de Espírito Santo até Santa Catarina, medindo 497 milhas de comprimento e 124 quilômetros de largura. A região é denominada "pré-sal", pois o óleo é encontrado em águas profundas e ultra-profundas, sob cerca de 3.000 metros de areia e rocha e de uma camada adicional de sal que, em alguns lugares, atinge espessuras de mais de 2.000 metros, tornando a extração desafiadora.

O Brasil está desenvolvendo a tecnologia de perfuração e recuperação de petróleo da região, mas, enquanto mais se descobre sobre a dimensão desta descoberta, torna-se claro que as empresas estrangeiras também vão desempenhar um papel na exploração, perfuração, desenvolvimento de infra-estrutura, capital humano e recursos para realizar plenamente o potencial da região. Na verdade, as empresas estrangeiras já começaram a desempenhar um papel importante, auxiliando na perfuração. Muitas das principais empresas mundiais de petróleo atualmente têm uma presença na região enquanto outras são projetadas para começar a perfuração em 2009.

Quando o pré-sal foi descoberto, as empresas internacionais começaram rapidamente investigar seu potencial. Entretanto, depois de mais pesquisas e exploração, logo se revelou que a magnitude da descoberta era muito maior do que se pensava anteriormente. Nesse momento o governo brasileiro decidiu suspender os leilões do site do pré-sal até obter uma estratégia global de geração e regulação desses recursos. Em outras palavras, como as descobertas se revelaram maiores do que inicialmente esperado, o governo brasileiro percebeu que era importante conceber uma estratégia global a fim de desenvolver plenamente estas novas reservas e, ao mesmo tempo, garantir que a riqueza inesperada sirva tanto como possível para o bem-estar do povo brasileiro. A suspensão ocorreu, pela primeira vez, quando o governo retirou 41 sítios pré-sal dos leilões da 9ª Rodada, em 2007.

Um relatório ao governo brasileiro com a nova regulamentação deverá ser publicado ainda este ano. Antes de 2009 buscava-se uma imagem mais clara, mas, neste momento, só dois cenários potenciais têm sido discutidos. Segundo o primeiro plano, sugerido pelo presidente Luiz Inácio Lula da Silva e pelo ministro das Minas e Energia Edison Lobão, o

governo deve criar uma empresa estatal que iria gerir o desenvolvimento das reservas de petróleo na região do pré-sal, através de parcerias com qualquer empresa, incluindo a Petrobras, na exploração de áreas que ainda não foram leiloadas. O segundo plano se concentra em aumentar os impostos de mineração e de royalties de petróleo para proporcionar mais renda a partir da descoberta. Qualquer que seja a mudança existe a necessidade de sua ratificação pelo Congresso do Brasil. O governo brasileiro pretende investir recursos adicionais adquiridos das receitas do petróleo em educação e desenvolvimento social. Outra meta da futura legislação é desenvolver a indústria local, relacionada com o setor de petróleo e gás, bem como criar condições para que o Brasil possa se tornar auto-suficiente no que diz respeito à especialização de recursos humanos e tecnologia.

O custo de produção de petróleo do pré-sal é desconhecido, mas perto de US \$ 400 bilhões são esperados para investimento ao longo dos próximos 10 anos. A Petrobras anunciou recentemente um plano de investimentos para os próximos quatro anos, que prevê que 28,9 bilhões dólares serão aplicados nas áreas de pré-sal até o ano de 2013. Além disso, de acordo com o gerente de projetos da Petrobras, Antonio Carlos Pinto, a empresa investiu até US \$ 1 bilhão na perfuração de 20 poços na região do pré-sal, desde 2005. Da mesma forma, foi noticiado recentemente, em um dos principais jornais brasileiros, que 270 milhões de dólares serão gastos no pré-sal, durante o ano de 2009, para testes de longa duração no campo de Tupi. Para 2010, o investimento previsto é de US \$ 4 bilhões.

Em conformidade com as recentes declarações feitas pelo presidente da Petrobras, José Sergio Gabrielli, as reservas do pré-sal podem levar perto de sete ou oito anos após a sua descoberta para iniciar as atividades de produção. Antes da crise financeira global, quando o preço do petróleo estava entre US \$ 100 e US \$ 150, as previsões para o início da produção estavam em torno de 2015. No entanto, em virtude da crise global e da queda dos preços do petróleo, os investimentos relacionados com a área pré-sal podem ter um horizonte mais longo.

Neste projeto, será avaliado o papel que a Petrobras joga no pré-sal e as novas mudanças no regime de exploração e produção. O propósito do trabalho é determinar qual seria o melhor método para a exploração, produção e administração do pré-sal.

2. Panorama Mundial e Brasileiro do Mercado de Petróleo

O panorama mundial do mercado de petróleo e gás é composto por dois grupos distintos de países: os que detêm grandes reservas e os que possuem expressivo mercado consumidor. Os maiores consumidores produzem pequena parcela do petróleo e gás que consomem e precisam comprar dos grandes produtores. Estes, por sua vez, comumente têm mercados domésticos fracos e dependem da exportação. Além disso, os países com grandes reservas geralmente têm pouca tecnologia, reduzida base industrial, conflitos regionais e instabilidade institucional. Em contrapartida, os países com mercados consumidores fortes costumam ter pequena reserva, alta tecnologia, grande base industrial e estabilidade institucional. A vantagem do Brasil é reunir o melhor dos dois mundos: grande produtor e com mercado interno expressivo, possui alta tecnologia em petróleo, base industrial diversificada, estabilidade institucional e jurídica. O Brasil também tem situação privilegiada no que se refere à expectativa de início de produção no pré-sal. Tupi já produzirá em 2010, enquanto Kashagan (maior descoberta da última década, em 2000, localizado no Cazaquistão) só iniciará a produção em 2013. E o fato de Tupi estar na área do pré-sal apresenta um desafio adicional: a necessidade de mais tecnologia e investimentos. A escolha do modelo de partilha de produção por parte do governo brasileiro segue uma tendência mundial: mais de 80% das reservas em todo o planeta estão localizadas em países que adotam a partilha ou modelos mistos. O modelo de partilha contém elementos que possibilitam maior controle por parte do governo sobre o segmento de óleo e gás no país. O governo brasileiro também seguiu uma premissa mundial ao valorizar a Petrobras, já que as estatais dominam as jazidas de hidrocarbonetos em todo o mundo: 77% das reservas de petróleo e 51% das de gás natural são de acesso limitado a empresas pertencentes a governos. Na média mundial, as empresas privadas têm acesso livre a somente 7% das reservas de óleo e 9% das reservas de gás natural. Dessa forma, até mesmo nos países predominantemente consumidores, o Estado tem papel fundamental no que se refere à geopolítica do petróleo.

Países ricos em recursos naturais, sobretudo petróleo, tendem a desperdiçar essas reservas. O fluxo repentino de receita em dólares derivados da exploração dos hidrocarbonetos frequentemente leva a uma forte valorização da moeda local. Esse domínio do petróleo sobre a economia pode tornar os setores não-petrolíferos, como agricultura e indústria, menos competitivos no mercado mundial. A esse fenômeno chama-se “maldição do

petróleo” ou “doença holandesa”, em alusão à situação enfrentada pela Holanda após ter descoberto gás no Mar do Norte. O novo marco regulatório pretende preservar o Brasil de problemas como esse. A melhor gestão do Estado sobre esse grande volume de recursos na forma de hidrocarbonetos concorrerá para que se possa extrair o máximo possível da renda petrolífera e controlar o ritmo da atividade. Esse papel do Estado será ainda mais importante num cenário futuro de escassez, no qual os conflitos pelo acesso às reservas poderão se agravar. Nessa situação de escassez e com reservas substanciais, o país tende a se projetar da posição de tomador de preços para a de formulador de preços no mercado internacional de hidrocarbonetos, o que deve reverter em benefícios para toda a nação e especificamente para a Petrobras, como principal operadora dessas reservas. Uma nova legislação para o pré-sal permitirá que a Petrobras se posicione de forma mais competitiva nesse cenário futuro.

3. Petrobrás e o Investimento no Pré-sal

A Petrobras foi criada pela Lei n ° 2.004, de 3 de outubro de 1953, e foi dotada com o monopólio das atividades de exploração e produção de petróleo. Somente a partir de 1997, outras empresas estrangeiras ou nacionais começaram a participar da produção de petróleo e de exploração no Brasil. Apesar de ser uma empresa estatal, a Petrobras tem 60% das suas ações de posse de investidores privados. Com o conhecimento que acumulou em cinco décadas de existência e com os grandes investimentos que fez em pesquisa e desenvolvimento, a Petrobras será a operadora exclusiva dos blocos localizados sob a camada de sal a serem oferecidos com a aprovação do novo modelo de regulamentação proposto pelo governo federal. Com isso, a Petrobras, líder mundial em tecnologia de produção de petróleo em águas profundas, ficará encarregada das operações de exploração, que abrangem a perfuração de novos poços, teste de longa duração (TLD) e novos estudos geológicos para comprovar a abrangência das descobertas na área do pré-sal. No seu Plano de Negócios para o período 2009-2013, a Petrobras anunciou que US\$ 104 bilhões de dólares serão investidos na exploração e desenvolvimento das áreas já oferecidas. Neste período, US\$ 28 bilhões de dólares serão investidos em áreas do pré-sal. Investimentos totais da Petrobras serão R\$ 174,4 bilhões dólares nos próximos cinco anos. A Petrobras estima que, em 2013, a província do pré-sal já vai produzir 219.000 barris de petróleo por dia. Em 2020, a empresa e seus parceiros podem estar produzindo 1,8 milhões de barris por dia no pré-sal. No desenvolvimento da produção do pré-sal, só a empresa estatal prevê investir US\$ 111 bilhões de dólares no período 2009-2020.

Mesmo sem mencionar as áreas do pré-sal ainda não oferecidas, a Petrobras já tem que enfrentar enormes investimentos a serem realizados no futuro. Esses investimentos serão financiados pela própria empresa e por terceiros. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) será uma importante fonte de recursos para investimentos da Petrobras, tanto na produção como no refino do petróleo do pré-sal. Em 30 de julho de 2009, o BNDES e a Petrobras assinaram um contrato de empréstimo no valor de R\$ 25 bilhões. Esta foi a maior operação de financiamento já realizada pelo BNDES, como também uma iniciativa pioneira devido às suas características financeiras, pois envolve o primeiro empréstimo bancário a ser pago com títulos do governo. Para conseguir isso, o BNDES captou R\$ 25 bilhões do Tesouro Nacional em títulos do governo, que serão transferidos para

empresas do grupo da Petrobras. Para garantir o sucesso do plano de negócios atual da Petrobras em relação tanto à exploração de áreas já concedidas como à expansão do complexo de refino, todas as formas possíveis de ajuda devem ser solicitadas ao governo, mesmo que isso implique um aumento da dívida pública federal. No entanto, a exploração de áreas não concedidas já deve ser reconsiderada, de modo que elas devem ser fonte de receita e não de despesas. Se o Brasil não explorar o pré-sal nas próximas quatro ou cinco décadas, corre o risco de ver a maior parte do óleo recuperável nesta província nunca ser produzido. As receitas do governo referentes à exploração do pré-sal são urgentemente necessárias, porque o Brasil ainda está lutando com problemas como a pobreza extrema, a desigualdade social e o analfabetismo funcional. No atual quadro das mudanças climáticas, é provável que daqui a 50 anos o petróleo perca seu valor, pois o planeta estará então mostrando claros sinais de agravamento do efeito estufa. Além disso, novas tecnologias estão sendo desenvolvidas. O modelo energético para o setor dos transportes de mercadorias e pessoal, baseado em caminhões e carros movidos a derivados de petróleo, pode mudar nas próximas décadas. Se o Brasil, na verdade, escolher por uma participação mínima de 30% na Petrobras em todas as áreas do pré-sal que ainda não foram oferecidas, a taxa de exploração pode ser limitada pela capacidade da empresa para investir. Isso pode significar um aumento mais lento na receita potencial do Estado. Segundo as montadoras, em 2025, 30% dos carros novos podem ser elétricos. Se a Europa e os EUA investirem pesadamente em novas tecnologias, a importância do petróleo na indústria poderia ser reduzida. Assim, sob estrito controle do Estado, as empresas internacionais devem ser incentivadas, de modo que a taxa de exploração do pré-sal brasileiro possa ser acelerada e diferentes idéias e conceitos aplicados. Nós sabemos que o capital e tecnologia para exploração de petróleo dessas empresas estrangeiras estão sendo atraídos por países como Angola e Noruega.

4. Garantia do Capital

O governo está solicitando ao Congresso uma autorização para que seja feito um aumento do capital da Petrobras, por meio de oferta de ações restritas aos atuais acionistas e obedecendo a atual distribuição entre ações ordinárias (ON) e preferenciais (PN). O objetivo dessa capitalização é garantir a capacidade de financiamento da Petrobras para a realização de todos os seus projetos, inclusive os ligados ao pré-sal. O aumento do capital social abrirá espaço para que a empresa mantenha a proporcionalidade entre capital e dívida, o que lhe garantirá tomar recursos no mercado a custo compatível e manter seu grau de investimento frente à avaliação de riscos. A União pagará a parcela de novas ações emitidas pela Petrobras com títulos da dívida pública mobiliária federal a valor de mercado. Os acionistas minoritários interessados comprarão as ações com dinheiro. Caso parte dos minoritários decida não exercer seus direitos, a União terá interesse em adquirir as ações que sobrarem, o que será feito conforme determinado na legislação. Dessa forma, é possível que a União aumente sua participação no capital da companhia. Os títulos utilizados pela União para o aporte do capital na companhia serão usados no pagamento da cessão onerosa. Por isso, as duas operações serão realizadas de forma coordenada.

O aumento de capital da Petrobras vai:

1. Ser realizado de acordo com a legislação que rege as sociedades anônimas;
2. Garantir os direitos de todos os atuais acionistas;
3. Manter a saúde financeira da companhia e seu grau de investimento;
4. Dar tranquilidade à empresa para realizar os investimentos previstos e planejar outros;
5. Possibilitar a Petrobras ressarcir a União pelos 5 bilhões de barris a serem produzidos por meio de cessão onerosa;
6. Proporcionar aos acionistas a compra de ações com a manutenção da proporcionalidade atual;
7. Criar a possibilidade de a União aumentar sua participação no capital da empresa.

5. Modelos de Exploração e Produção

Os governos têm duas opções básicas para maior exploração de gás natural e petróleo:

- 1) Criar uma empresa estatal para realizar a pesquisa e produção, como no México, Arábia Saudita e Omã;
- 2) A celebração de contratos com empresas estatais ou privadas, como aqui no Brasil, o Reino Unido e Canadá;
- 3) Também é possível misturar os dois sistemas, como no Cazaquistão e na Nigéria.

5.1. Tipos de Contrato

Os tipos de contrato (de concessão, de partilha de produção, *joint venture* ou serviços) variam muito em termos de como os lucros são divididos e os custos tratados. Em geral, o elevado nível de incerteza sobre as reservas potenciais, os custos de produção e os preços futuros do petróleo tendem a afetar as negociações. Cada tipo de contrato tem suas vantagens e desvantagens, que serão analisados a seguir.

É importante observar que, no modelo de partilha de produção, o Estado pode obter a maior parte da produção sem correr qualquer risco.

5.1.1 Concessão

Os contratos de concessão garantem direitos exclusivos para a exploração, produção e venda de óleo extraído de uma determinada área em um determinado período de tempo. As empresas concorrem para as áreas, oferecendo bônus para o governo. No modelo de concessão, se a produção comercial ocorre, o pagamento, geralmente chamado de "royalties", será pago ao Estado, conforme estabelecido no contrato. Esse pagamento pode ser baseado em relação à receita bruta ou líquida das vendas. Todos os riscos de desenvolvimento, incluindo os custos de exploração, são da responsabilidade do adjudicatário. A principal desvantagem deste tipo de contrato é comercial. Normalmente, há falta de conhecimento adequado sobre o potencial de uma área a ser desenvolvida. Se o conhecimento da área é incompleto, o governo corre o risco de não realizar o melhor lucro possível.

5.1.2 Partilha de Produção

No modelo de partilha de produção, o Estado mantém a propriedade do petróleo e negocia um sistema de distribuição de lucros. Salvo convenção em contrário, os governos vão receber os lucros sem ter que fazer qualquer investimento, porque o governo geralmente tem o custo de sua primeira contribuição pago pelas empresas. Esse custo é reembolsado a eles a partir de futuros lucros do governo. Embora o petróleo pertença ao Estado, as empresas assumem os riscos. No entanto, o Estado também pode correr risco, permitindo que parte do seu lucro seja utilizado para desenvolver a área. No entanto, as empresas têm o direito de recuperar seu investimento, custos operacionais e de manutenção. Em geral, os custos de investimento são recuperados ao longo de um certo número de anos, com os custos operacionais e de manutenção no mesmo ano em que são incorridos. A complexidade de um contrato de partilha de produção depende do quadro jurídico do país. Se o país estabeleceu as regras do contrato de base na lei, os contratos são mais simples, já que a maioria do conteúdo já está coberta pela legislação. Se os termos de um contrato de partilha de produção são fixados por lei, isso oferece mais segurança para as empresas. Foi o que aconteceu no Azerbaijão e em outras ex-repúblicas soviéticas. No entanto, tal procedimento torna o contrato bastante inflexível, pois só o Parlamento pode alterá-lo.

5.1.3 *Joint Ventures*

Ao contrário do que acontece no caso de concessão e de partilha da produção, não está estabelecida internacionalmente uma definição dos chamados contratos de *joint ventures*. Esse tipo de contrato se limita a estabelecer que duas ou mais partes pretendem criar uma relação claramente estabelecida. *Joint ventures*, devido à sua personalidade "aberta", é menos comum do que contratos de concessão e de partilha da produção. A principal característica de *joint ventures* é que os custos e, normalmente, os riscos são compartilhados. Como os riscos e os custos são compartilhados, o governo tem uma responsabilidade direta sobre a exploração de petróleo e gás natural, tornando-se um agente potencial de danos, inclusive os ambientais.

5.1.4 Serviços

Existem dois tipos de contratos de serviços: a prestação de um serviço e um serviço de risco. No caso de um contrato de prestação de serviço, as companhias são pagas para explorar

um campo, mas todo o petróleo produzido pertence ao Estado. No caso de um contrato de risco, a empresa compromete-se com todos os investimentos e é posteriormente reembolsada pela produção do campo. A empresa pode receber em dinheiro ou óleo pelos serviços prestados, conforme estabelecido no contrato. Atualmente, os contratos de serviço são raramente utilizados.

5.1.5 Riscos e Recompensas

Riscos e recompensas dos tipos de contrato principal, utilizada na indústria do petróleo são muito diferentes, conforme Tabela 1 mostra:

Tabela 4.1 – Riscos e recompensas.

Contrato	Companhia	Governo	Situação em que normalmente existe
Concessão	Todos os riscos e alta recompensa	Recompensa é função da produção e do preço	Países com uma baixa relação entre reservas e consumo, com altos riscos de exploração.
Partilha de Produção	Risco de exploração e de parte da produção	Sem risco e de parte da produção	Os países com grandes reservas e baixos riscos de exploração, como, por exemplo, o Brasil depois de descobertas pré-sal.
Prestação de serviço	Sem risco	Todos os riscos	Os países com grandes reservas, baixo risco de exploração e custos de produção muito baixos.
<i>Joint ventures</i>	Participação nos riscos e na produção	Participação nos riscos e na produção	Noruega adota, em áreas estratégicas, contratos de <i>joint ventures</i> semelhantes.

*É importante notar que muitos países adotam modelos mistos.

6. Antigo Regime Jurídico

Em 1997, quando a legislação agora em vigor foi promulgada, o Brasil e a Petrobras estavam enfrentando uma crise econômica, expressa por preços baixos e falta de capitalização. Neste contexto, o modelo regulatório foi criado para atrair capital estrangeiro, tornar a tecnologia de produção viável e dar retornos para aqueles que assumissem o risco exploratório. Neste novo contexto, em decorrência das descobertas que foram feitas na província do pré-sal, o atual modelo de pesquisa e produção de petróleo, conforme estabelecido na Lei n° 9.478/1997, precisou ser revisto. Atualmente, o modelo de concessão é o único instrumento para a prospecção e produção de petróleo e gás natural no Brasil. A lei atual limita o exercício do monopólio constitucional, conforme estipulado no artigo n° 177 da Constituição Federal, porque obriga a União a assinar contratos de concessão para a prospecção e produção de petróleo ou gás natural no Brasil. É preciso que a Lei n° 9.478/1997 seja flexível o suficiente para permitir à União a elaboração de contratos de serviços e, principalmente, a produção de contratos de partilha, que são muito adequados para países em desenvolvimento que têm grandes reservas e onde o risco exploratório é baixo, como na província do pré-sal. Outro problema da Lei n° 9,478 /1997 é que ela não trata da individualização da produção de petróleo de campos que se estendem desde blocos licenciados a áreas sem licença. A União, como titular de direitos e deveres das áreas não licenciadas, tem que ser parte dos acordos de individualização de campos que se estendem além e blocos já licenciados. Neste caso, o novo quadro jurídico deverá prever este tipo de acordo entre a União e os titulares de direitos e deveres na área licenciada. Esses acordos e os contratos de partilha de produção podem acelerar a taxa de produção do pré-sal. Se o Brasil não explorar esta nova província petrolífera nas próximas quatro ou cinco décadas, corre o risco de que o petróleo no pré-sal fique lá para sempre.

7. Novo Regime Jurídico

7.1 Partilha de Produção

As novas regras de exploração de petróleo na camada pré-sal são fruto de um novo contexto, no qual o Brasil e a Petrobras, como a maior produtora do país de petróleo, estão inseridos. No dia 31 de agosto, o governo federal apresentou ao país e encaminhou ao Congresso quatro projetos de lei que tratam das mudanças no regime de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil. Um deles (Projeto de Lei 5.938/2009) estabelece o regime de partilha nas áreas do pré-sal ainda não licitadas e em outras áreas consideradas estratégicas. Outro projeto (PL 5.939/2009) determina a criação de uma empresa, a Petro-Sal, para administrar os interesses da União nos contratos de partilha. Um terceiro (PL 5.940/2009) estabelece a criação do Fundo Social, para receber os recursos provenientes da exploração dessa região petrolífera e define como se dará a gestão desses recursos. O último projeto (PL 5.941/2009) autoriza a cessão onerosa a Petrobras do direito de exploração e produção em algumas áreas do pré-sal, até o limite de 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), assim como a capitalização da empresa.

De acordo com a proposta do governo, a área do pré-sal terá três regimes de exploração e produção. Um deles é a concessão, praticada nas áreas já licitadas, inclusive na região do pré-sal, e que continuará a ser aplicado nas áreas não estratégicas. Os outros são a partilha de produção e a cessão onerosa.

Dentro do regime de partilha de produção, haverá duas situações distintas. Em uma delas, por decisão do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), caberá à Petrobras a exploração de 100% do bloco. Esse regime será aplicado a áreas de interesse especial por parte da União. Nesse caso, a Petrobras não poderá repassar seus direitos sobre o bloco a outras empresas. A outra opção de partilha prevê que a Petrobras será operadora, com pelo menos 30% do bloco, e os demais até 70% serão licitados. Nesse caso, a companhia também poderá participar dos leilões, podendo obter até o total do bloco. Em tal circunstância, a Petrobras poderá repassar a terceiros o percentual arrematado no leilão, mas não o que receber como participação mínima por ser a operadora. Para conhecer melhor as áreas a serem licitadas, a União poderá fazer uma avaliação prévia das reservas, contratando ou não uma

instituição para essa atividade. Naturalmente, em função de seu conhecimento privilegiado das operações no pré-sal, a Petrobras se credencia com vantagens para esse trabalho, para o qual deverá ser renumerada. Só depois dessa avaliação, o CNPE decidirá quais blocos serão oferecidos exclusivamente à Petrobras e quais serão leiloados, determinando o ritmo das novas licitações. Será vencedora da licitação a empresa que oferecer a União o maior percentual do “óleo lucro” obtido. A Petrobras terá que acompanhar o percentual oferecido pela licitante vencedora. O óleo lucro representa o total produzido por um determinado domínio, deduzido dos custos e gastos associados à produção de petróleo. Neste caso, o óleo lucro será o valor do petróleo e gás extraídos menos os royalties e o pagamento devido ao proprietário da terra, quando for o caso. Outro termo introduzido é o “óleo custo”, ou seja, que e o ressarcimento pelos investimentos e outros custos para a operadora e demais contratado(s). A Petrobras, os vencedores da licitação e a Petro-Sal formarão um consórcio, que será administrado por um comitê operacional. Os contratados, até que seja publicada a legislação específica, terão que pagar royalties, na forma da Lei 9.478/97, e bônus de assinatura (valor fixo, definido contrato a contrato, que não será critério de licitação). O projeto prevê ainda que, até a edição de regulamentação específica, será também devida a participação especial, na forma da Lei 9.478/97, a ser paga a partir da receita obtida com a venda da parcela da produção que couber a União.

7.2 Cessão Onerosa

Outro regime será a cessão onerosa à Petrobras, por parte da União, do direito de exploração de determinadas áreas. Nessa cessão, o governo passará diretamente para a Petrobras a exploração de áreas do pré-sal. De acordo com a proposta enviada ao Congresso, o governo poderá escolher as áreas nas quais fará a cessão onerosa no limite de produção de até 5 bilhões de barris. A Petrobras não vai comprar os barris de petróleo, nem a União venderá suas jazidas, o que não é permitido pela Constituição. A União cederá à Petrobras o direito de explorar e produzir nessas regiões. Já a companhia pagará por essa cessão o valor de mercado. Esse tipo de operação se justifica pelo fato de a companhia ser estatal e estar realizando investimentos vultosos na exploração do pré-sal, com desenvolvimento de tecnologia, qualificação de mão de obra e aquisição de *expertise* não comparável com a de qualquer outra empresa que opere no país, além de dar preferência aos fornecedores nacionais de bens e serviços. Para calcular o valor de mercado dessa cessão, serão contratadas empresas certificadoras internacionais de reservas de petróleo. A Petrobras contratará um grupo e a

União outro, por meio da Agência Nacional do Petróleo (ANP). Esses laudos técnicos levarão em conta variáveis como ativos de produção (plataformas, por exemplo), número de poços estimados para a jazida, valor do barril de petróleo no mercado, etc. Será acertado um valor de consenso entre as duas partes para a negociação da cessão, observando-se as melhores práticas da indústria internacional do petróleo. Após um período a ser definido contratualmente, será feita a revisão desse valor, levando-se em conta o maior conhecimento das áreas, o que propiciará maior precisão dos custos de investimentos e de operação relativos a cada área objeto da cessão, assim como a variação do preço do petróleo no mercado internacional. Se o valor for maior do que o anteriormente negociado, a Petrobras pagará a diferença. Se for menor, a Petrobras receberá a diferença da União. A Petrobras pagará “royalties” conforme a lei vigente, relativamente à produção realizada sob o regime de cessão onerosa.

A Petrobras vai usar os recursos garantidos por meio da capitalização para pagar a cessão onerosa e para financiar os investimentos previstos em seu plano de negócios.

8. Petro-Sal, o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Fundo Social

A Petro-Sal será uma empresa pública, portanto, de capital 100% pertencente à União. Não será uma subsidiária ou coligada e, assim, não estará vinculada à Petrobras. A nova empresa não possuirá ativos de produção e exploração (como plataformas ou campos petrolíferos), nem de logística (navios, por exemplo). Sua função será de administradora dos interesses do governo nos contratos de partilha, de modo a garantir o menor óleo custo possível nos contratos, o que representara possibilidade de se obter maior óleo lucro e, conseqüentemente, maior volume de recursos para a União. A cada licitação, será definido como será feito o ressarcimento dos custos de operação dos blocos em contratação. Dessa forma, o governo terá flexibilidade para definir as regras para a contabilização do óleo custo caso a caso, sendo que as regras podem ser iguais ou diferentes para cada contrato. O processo licitatório terá início no CNPE, que definirá quais blocos irão a leilão. O Ministério de Minas e Energia (MME) dará as diretrizes gerais que a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bicomustíveis (ANP) deverá considerar na elaboração dos editais e contratos. Uma vez elaborados, esses documentos serão aprovados pelo MME. Então, a ANP realizará a licitação. Definidos os vencedores, os contratos serão assinados pelo MME, em nome do governo. Em seguida, os contratos passarão para a gestão dos comitês operacionais, que serão paritários, formados por igual número de representantes das empresas (incluindo a Petrobras) e do governo (indicado pela Petro-Sal). Um dos representantes da Petro-Sal será o presidente do comitê, com voto de qualidade e poder de veto. Dessa forma, as decisões do consórcio serão ditadas pela nova empresa, que funcionará ainda como uma auditoria operacional das atividades do consórcio. Em última análise, será uma auditora das atividades tanto da Petrobras quanto das demais companhias contratadas, no âmbito de cada contrato de partilha. A participação paritária nos comitês garantirá representatividade às empresas participantes de cada consórcio, por meio do direito de receber informações e fazer propostas, equilibrando as discussões. Os recursos da Petro-Sal virão da gestão dos contratos de comercialização e de partilha (incluindo parcela do bônus de assinatura), acordos e convênios com entidades nacionais e internacionais, aplicações financeiras, alienação de bens patrimoniais, doações, legados, subvenções e outras fontes.

8.1 Resumo das Atividades do Petro-Sal, ANP, CNPE, e MME.

Petro-Sal

- Vai gerir contratos de partilha, participando dos consórcios e comitês, com poder de voto e veto;
- Vai gerir contratos para comercialização de petróleo e gás natural da União, podendo contratar a Petrobras com dispensa de licitação;
- Representará a União nos procedimentos de individualização da produção (discussão de caso de unitização);
- Analisará dados sísmicos;
- Não vai assumir riscos, fazer investimentos, possuir ativos e auferir receitas com o óleo lucro.

ANP

- Vai promover licitações, regular e fiscalizar;
- Vai elaborar contratos de partilha;
- Vai aprovar acordos de unitização;
- Vai compatibilizar e uniformizar normas aplicadas sob diferentes regimes;
- Vai subsidiar o MME na delimitação dos blocos.

MME

- Vai planejar o aproveitamento do petróleo e gás natural;
- Vai propor ao CNPE parâmetros técnicos e econômicos dos contratos e blocos para partilha, ouvida a ANP;
- Vai estabelecer diretrizes para a ANP relativas à licitação, editais e contratos;
- Vai aprovar editais e contratos.

CNPE

- Vai ditar o ritmo de contratação dos blocos e o conteúdo nacional;
- Vai definir os blocos para contratação exclusiva (da Petrobras) e para licitação;
- Vai estabelecer parâmetros técnicos e econômicos dos contratos;
- Vai alterar para mais a definição dos limites da área do pré-sal;
- Vai determinar que áreas serão classificadas como estratégicas.

8.2 Fundo Social

O novo Fundo Social representa outra novidade no cenário do pré-sal. A proposta do governo é canalizar a renda da exploração do petróleo e gás para o Fundo Social, que se constituirá numa fonte regular de recursos para atividades prioritárias: combate à pobreza, incentivo à educação de qualidade, cultura, inovação científica e tecnológica, assim como sustentabilidade ambiental. Os recursos componentes do fundo serão o resultado da partilha que caberá a União, os bônus de assinatura desses contratos e os royalties da União. O orçamento e a fiscalização serão feitos no âmbito do Executivo e do Legislativo. O Fundo Social fará investimentos no Brasil e no exterior, com critérios de solidez, liquidez, classificação e diversificação de risco, bem como de rentabilidade mínima pré-definida. As aplicações dentro do país poderão ser destinadas a projetos de infra-estrutura social.

9. Conclusões

A exploração do pré-sal abre perspectivas especiais para o desenvolvimento da cadeia produtiva de petróleo e gás brasileira. Será necessária uma infinidade de equipamentos e serviços, além da tecnologia, o que levará as indústrias a se organizarem, realizarem investimentos e capacitarem mão de obra. Essa cadeia produtiva estará apta atender à demanda dentro do Brasil, representada pela Petrobras e outras empresas participantes dos consórcios, mas também poderá exportar soluções tecnológicas, insumos e serviços para atender empresas em atividade no exterior, abrindo a possibilidade de o país se destacar também como exportador nessas áreas. O resultado da entrada de novos fornecedores no mercado interno brasileiro será a maior competitividade, que fortalecerá nossa economia e estabelecerá custos competitivos. As conseqüências serão a geração de emprego e renda, como também a ampliação e o fortalecimento do mercado consumidor interno. A política de conteúdo nacional terá o objetivo de garantir e manter a economia global no país, aproveitando o aumento das atividades da Petrobras como indutor do crescimento da economia brasileira. Até mesmo porque mais de 85% da receita da companhia vem do mercado interno. A Petrobras também se beneficiará do fortalecimento da cadeia de fornecedores, uma vez que se apresenta como a maior compradora potencial de produtos, equipamentos e serviços da indústria de petróleo e gás mundial para os próximos anos, especialmente no que se refere às operações em águas profundas. Como fala Guilherme Estrella, Diretor de Exploração e Produção da Petrobras: “A descoberta do pré-sal pela Petrobras é o coroamento do esforço da sociedade brasileira para garantir a independência sustentada do país no abastecimento da principal fonte de sua matriz energética. Mais que uma reserva estratégica de energia, entretanto, o grande volume de petróleo e gás natural descoberto no pré-sal tem escala suficiente para que se formule um novo modelo de desenvolvimento tecnológico, científico e industrial no Brasil. Um modelo soberano e autóctone, que seja um passaporte para a melhoria da educação e da condição de vida de milhões de brasileiros, em face das oportunidades de emprego e dos tributos que essa produção gerará. Um modelo que, pelo volume da demanda por bens e serviços gerados, garanta uma expansão industrial inédita no país, com reflexos profundos em toda a cadeia tecnológica e na produção intelectual das nossas universidades”.

10. Referências Bibliográficas

Jimenez, F. Understanding the pre-salt. 2009. Disponível em: <<http://presalt.com/pt/entendendo-o-pre-sal/understanding-the-pre-salt-110>>. Acesso em: 20 de novembro de 2009.

Lemos, Luiz. The Future of the Brazilian Pre-Salt Oil Reserves. Entrevista 2009. Disponível em: <<http://www.energytribune.com/articles.cfm?aid=1472>>. Acesso em: 22 de novembro de 2009.

Wilson Santa Rosa, Gilberto Puig. Modelo Regulatório do pré-sal e áreas estratégicas. Revista Petrobras, v. 15, nº 151, pg.18-19, setembro 2009.

Ribeiro, P. C. The Pre-salt and the new legal framework. 2009. Disponível em: <<http://www2.camara.gov.br/proposicoes>>. 2009. Acesso em: 22 de novembro de 2009.